



Programación Estacional (PES) Mayo - Octubre - 2019

ADME Mayo 2019
Montevideo - Uruguay.

En la elaboración de esta Programación Estacional trabajaron:

Por ADME – Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas:
María Cristina Alvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes y Ruben Chaer.

Por UTE, en el marco del Contrato de arrendamiento de Servicios:
Milena Gurin, Valentina Groposo, Gabriela Gaggero y Hernán Rodrigo de la unidad PEG de UTE-Melilla.

Fecha: 13/05/2019

Última actualización: 03/06/2019

1 Resumen Ejecutivo

En el presente informe se analiza las hipótesis y principales resultados de la Programación Estacional Mayo – Octubre del 2019 .

En cuanto al fenómeno de El Niño, se prevé que en los próximos meses continúen manifestándose condiciones de Niño débil, lo que provoca un sesgo en las lluvias hacia valores por encima de la media en esta región de América.

Las principales hipótesis de la PES se detallan a continuación:

- Para el modelado variable de la demanda se usa una CEGH (sintetizador CEGH “DP-DL-DV”) que incorpora el efecto de la temperatura sobre cada uno de los bloques horarios de la demanda (Pico, Llano, Valle).
- Proyección de demanda realizada por el Grupo de Demanda de UTE en Abril de 2019, , ajustando las proyecciones para los años 2019 a 2024.
- La combinación del Ciclo se realiza el 01/05/2020
- Se han registrado cambios en las condiciones de intercambios con Argentina y Brasil, por lo que se modifica su modelado.

- Han cambiado las condiciones que determinan los precios de los combustibles líquidos para la generación de energía eléctrica. Esta situación motivó cambios en el modelado y ajustes en la forma de proyectar la evolución de precios (principalmente para el Gasoil). La metodología empleada es provisoria dado lo reciente de las nuevas condiciones establecidas en la fijación de precios.
- Se utiliza una limitación en la cota mínima de operación del lago de Bonete, mediante una penalización económica de 300 USD/MWh para aquellas situaciones en las que la cota esté por debajo de 72,3 m.
- Se actualizan los mantenimientos de acuerdo al PAM abril-setiembre 2019, con los ajustes surgidos posteriormente en trabajos a realizar en Centrales Palmar y Gabriel Terra y las actualizaciones enviadas por CTM el 10/4/2019.
- Se actualizan precios de los combustibles según cambios vigentes a partir de la semana 15 de 2019. Se cambia el modelado de la evolución de los precios del Gasoil a los efectos de ajustarse a lo dispuesto por el Decreto 201/018 y nueva fijación de precios de ANCAP para el sector eléctrico.
- Se elimina el actor de intercambio internacional VECODESA, y los parques eólicos que estaban conectados al nodo homónimo se conectan ahora con el nodo Montevideo como el resto de los generadores.
- Se incorpora el siguiente modelado para representar el volumen máximo de Gas Natural que puede comprarse según la época del año, resultantes de los contratos vigentes hasta febrero de 2020 inclusive (se supone que esta modalidad contractual se renovará en los años siguientes):
 - No se puede adquirir Gas Natural en invierno, definido como el periodo comprendido entre el 01-06 y el 31-08;
 - volumen diario suficiente para generar con 1 unidad de PTA 1-6 a pleno en mayo y setiembre;
 - volumen diario suficiente para generar con 3 unidades de PTA 1-6 y una TG de PTB (operando tanto en ciclo abierto como cerrado luego de la combinación) el resto del año (unos 2.4 millones de m³ por día).
- A partir de mes de marzo de 2020, fecha en la que vencen los contratos de suministro de GN, se suponen condiciones estacionales similares en precio y volumen disponible pero con una disponibilidad del 70% (con paso de sorteo semanal).
- No se representan limitaciones en el abastecimiento de combustibles líquidos durante el período de tiempo a considerar.
- Se modela el sistema con baja disponibilidad de importación y costos a niveles de Falla.

Desde el pasado mes de febrero ha cambiado la forma en que ANCAP informa y calcula los precios de los combustibles líquidos para el sector eléctrico. Si bien estos cambios se han establecido en base al Decreto 201/018 y se han puesto en práctica, no se cuenta aún con un nuevo esquema totalmente acordado para la fijación y comunicación de precios al sector eléctrico. Dado entonces que estos cambios en los procedimientos están aún siendo evaluados y po-

drían tener ajustes, se procederá de la siguiente forma como método transitorio para el cálculo de costos combustibles en la PES de mayo de 2019:

- mantener la CEGH del petróleo con la tendencia anual del índice BRENT dada por EIA;
- se tomará el costo del Gas Oil vigente a partir de la semana 15 de 2019 (la fecha de acuerdo de las presentes hipótesis);
- como el nuevo sistema de fijación de precios del Gas Oil sigue la política de precios de ANCAP para el mercado interno, a los efectos de estimar la evolución del costo del Gas Oil en función de la del WTI, se acuerda indexar sólo una fracción de los costos variables de las unidades térmicas a GO al WTI. Para ello, transitoriamente, se decide calcular la diferencia entre el nuevo precio del GO declarado por ANCAP y el último precio calculado con la metodología anterior¹, la que no se indexará. El modelado final resultará en una nueva fuente Combinación llamada iGasoil. Lo anterior supone estabilidad en la fracción no indexada de los costos variables. Se desconoce la forma en que el tipo de cambio incide en la nueva política de fijación de precios por parte de ANCAP (ANCAP pasó de informar precios en USD a informarlos en \$ uruguayos).
- Dado que ANCAP continúa informando los costos del FOM en dólares y vinculados a indicadores internacionales más costos de flete e internación, se supone que este derivado esencialmente sigue los precios de referencia internacional. En base a esta observación, y hasta tener confirmación por parte de ANCAP de la metodología aplicada desde febrero de 2019, se resuelve indexar con la fuente ya existente iPetroleo², tomando como valor inicial los costos vigentes (según información enviada por ANCAP) a la fecha en que se fijaron las hipótesis para esta Programación Estacional.

Los principales resultados para el semestre analizado son:

- **CAD:** El costo total de Abastecimiento de la Demanda en valor esperado es de 290,3 MUSD para el Caso Base. Este valor corresponde con lo acumulado al 01/11/2019.
- **CMG:** El valor esperado del Costo Marginal del Sistema se encuentra por debajo de los 40 USD/MWh para el Caso Base.
- **Cota de Bonete:** En valor esperado la cota de Bonete se mantiene por arriba de los 76,7 m y con probabilidad de excedencia del 90 % se mantiene por encima de los 76,1 m, para el Caso Base.
- **Despacho Térmico y Falla Acumulado:** El despacho de generación térmica y ocurrencia de Falla en el semestre en valor esperado es de 30,0 GWh para el Caso Base . Este valor corresponde con lo acumulado al 01/11/2019.

En resumen, desde un punto de vista energético los estudios indican que no existen riesgos importantes para el sistema que ameriten acciones correctivas.

1 Basada en precios de referencia internacional, mas costos de transporte e internación.

2 Se genera dentro de las Salas SimSEE como el producto entre una Fuente del tipo Constante que da la tendencia (la proyección del valor esperado) y una Fuente del tipo Sintetizador CEGH que da la volatilidad (variación en torno a la tendencia).

2 Principales hipótesis

Se detallan a continuación las principales hipótesis consideradas para la realización de la Programación Estacional Mayo – Octubre del 2019.

2.1 Demanda y Falla

Se presenta a continuación la previsión de demanda en la Tabla 1. Los datos presentados corresponden a la proyección del grupo de demanda de UTE, realizada en Abril del 2019.

		Energías en GWh	
Año	Tipo	Escenario Base	Incremento
2009	REAL	8.995	2,45%
2010	REAL	9.394	4,43%
2011	REAL	9.805	4,38%
2012	REAL	10.048	2,47%
2013	REAL	10.315	2,66%
2014	REAL	10.388	0,71%
2015	REAL	10.513	1,21%
2016	REAL	11.180	6,34%
2017	REAL	10.784	-3,54%
2018	REAL	11.182	3,69%
2019	PREVISIÓN	11.291	0,98%
2020	PREVISIÓN	11.574	2,51%
2021	PREVISIÓN	11.841	2,30%
2022	PREVISIÓN	12.173	2,80%
2023	PREVISIÓN	12.478	2,50%
2024	PREVISIÓN	12.876	3,20%

Tabla 1: Demanda real y previsión del año 2009 al 2024

En la Tabla 2 se muestra la duración de los postes considerados en la sala de paso diario.

Poste	Horas/día
1	1
2	4
3	13
4	6

Tabla 2: Duración en horas de los postes de la sala SimSEE de paso diario

En la Tabla 3 a continuación se muestra la representación de la Falla para la sala de paso semanal

Escalones de Falla (% de demanda)	Costo de Falla (\$U/MWh)	Costo de Falla (US\$/MWh)
Entre 0 y 2	9325	279
Entre 2 y 7	20054	600
Entre 7 y 14.5	80217	2400
Entre 14.5 y 100	133696	4000

Tabla 3: Escalones y costo de Falla según reglamentación vigente; sala de paso semanal

Para las corridas de paso diario se modela la falla con dos escalones: el primero agrupa falla 1, 2 y 3 del caso semanal (de profundidad 14.5% con un costo de 2400 USD/MWh) y el segundo (de profundidad 85.5% con un costo de 4000 USD/MWh) que se reserva para falla 4. Esta agrupación de los primeros escalones se debe a que no es razonable que las restricciones energéticas voluntarias de la población, las primeras restricciones forzadas y los cortes rotativos, se apliquen o despachen con paso diario.

Escalones de Falla (% de demanda)	Costo de Falla (\$U/MWh)	Costo de Falla (US\$/MWh)
Entre 0 y 14.5	80217	2400
Entre 14.5 y 100	133696	4000

Tabla 4: Escalones y costo de Falla según reglamentación vigente; sala de paso diario



Tipo de cambio: 33.424 \$/USD
BCU interbancario vendedor al 01/04/2019

NOTA: coincide con el tipo de cambio usado para calcular el precio de los combustibles líquidos informado por ANCAP para el mes de abril, ya que en la nueva modalidad ANCAP informa los precios en pesos uruguayos.

Modelado de la demanda

Para el modelado variable de la demanda se usa la CEGH (sintetizador CEGH “DP-DL-DV”) que incorpora el efecto de la temperatura sobre cada uno de los bloques horarios de la demanda (Pico, Llano, Valle) presentada en la Programación Estacional Mayo – Octubre 2018.

Este modelado de la demanda se puede consultar en detalle en los Anexos 4 y 5 de la Programación Estacional Mayo – Octubre del 2018⁴.

2.2 Situación hidrológica y clima

Se presenta en este apartado la situación actual y proyecciones climáticas para los meses venideros.

El sistema se encontraba, a la fecha de fijación de estas hipótesis (semana 15 de 2019) en clase hidrológica 5. Hoy el sistema se encuentra en clase 4.

En las Fig. 1, Fig. 2 y Fig. 3 se observan las excedencias de la energía afluente al Río Uruguay, al Río Negro y el total hidráulico.

4 http://www.adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_975/PES_Mayo_Octubre_2018.pdf

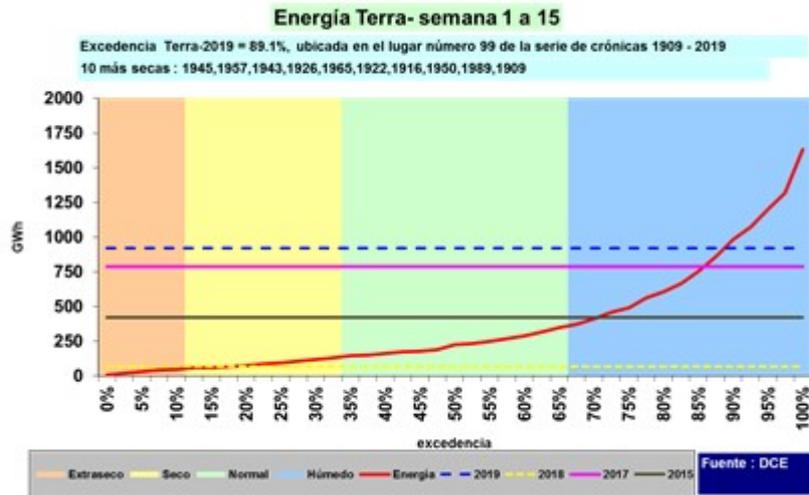


Fig. 1: Excedencia de energía afluente del Río Negro

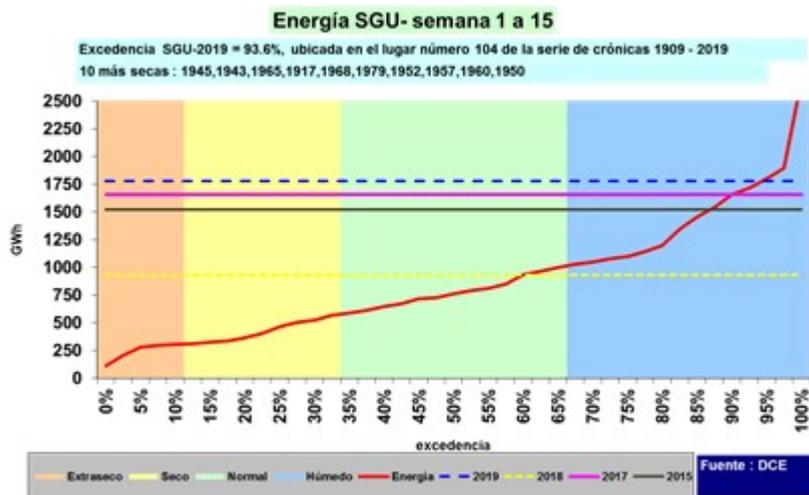


Fig. 2: Excedencia de energía afluente del Río Uruguay

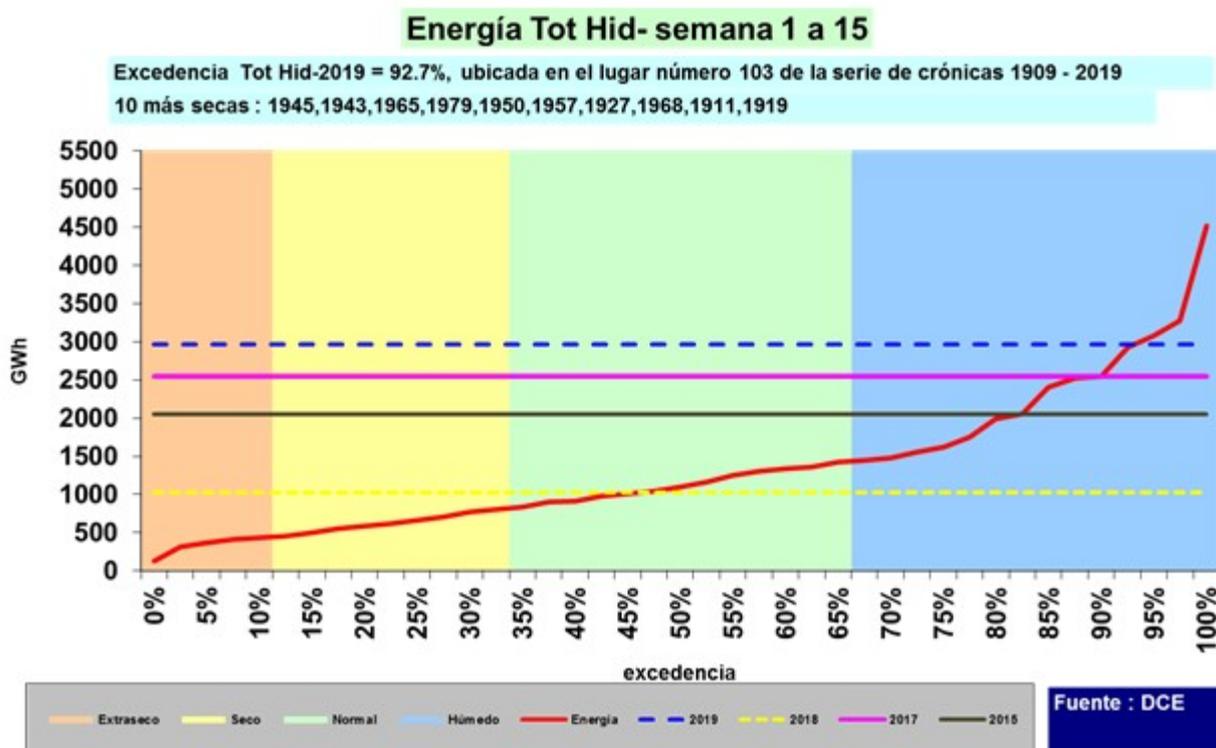


Fig. 3: Excedencia de energía afluente total hidráulico

4) La Fig. 4 muestra el agua disponible en suelos y agua no retenida (Fuente INIA Abril 2019)

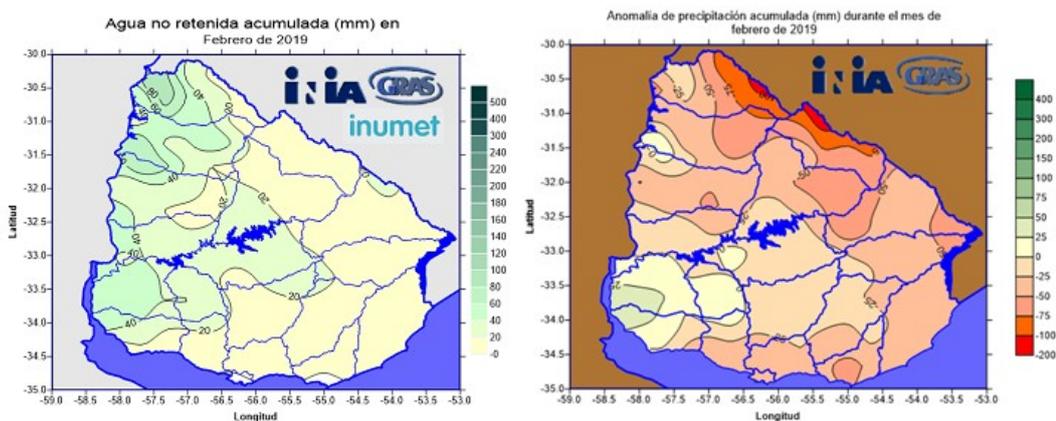


Fig. 4: Agua disponible y agua no retenida. (Fuente INIA, Abril 2019)

<http://www.inia.uy/Publicaciones/Paginas/publicacionAINFO-59611.aspx>

Previsión climática para el trimestre Abril – Mayo – Junio del 2019 (AMJ/2019)

Los modelos analizados indican una anomalía levemente positiva en la temperatura superficial del océano en el Pacífico ecuatorial, la cual persistiría según los modelos utilizados, previéndose entonces la manifestación de un Niño débil para este trimestre.

La Fig. 5 muestra la probabilidades de precipitaciones de Brasil. Para casi toda la región sur la categoría para el tercil con lluvia acumulada por encima del rango normal es la más probable.

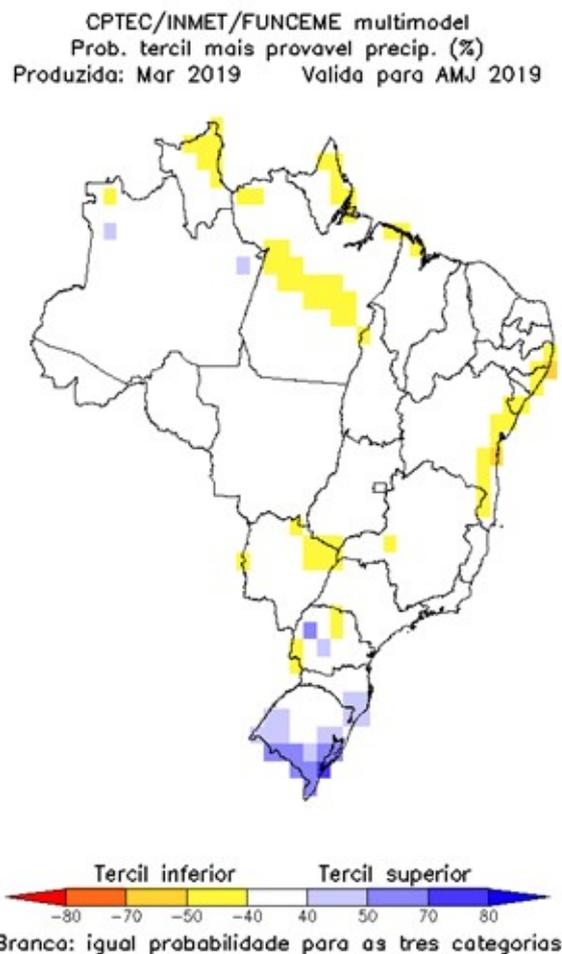


Fig. 5: Previsión Climática estacional por tercil

La Fig. 6 y la Fig. 7 muestran la proyección de largo alcance del IRI, que presenta estadísticas y proyecciones de mayor alcance temporal del índice N34 y las probabilidades de configuración de una Niña o Niño.

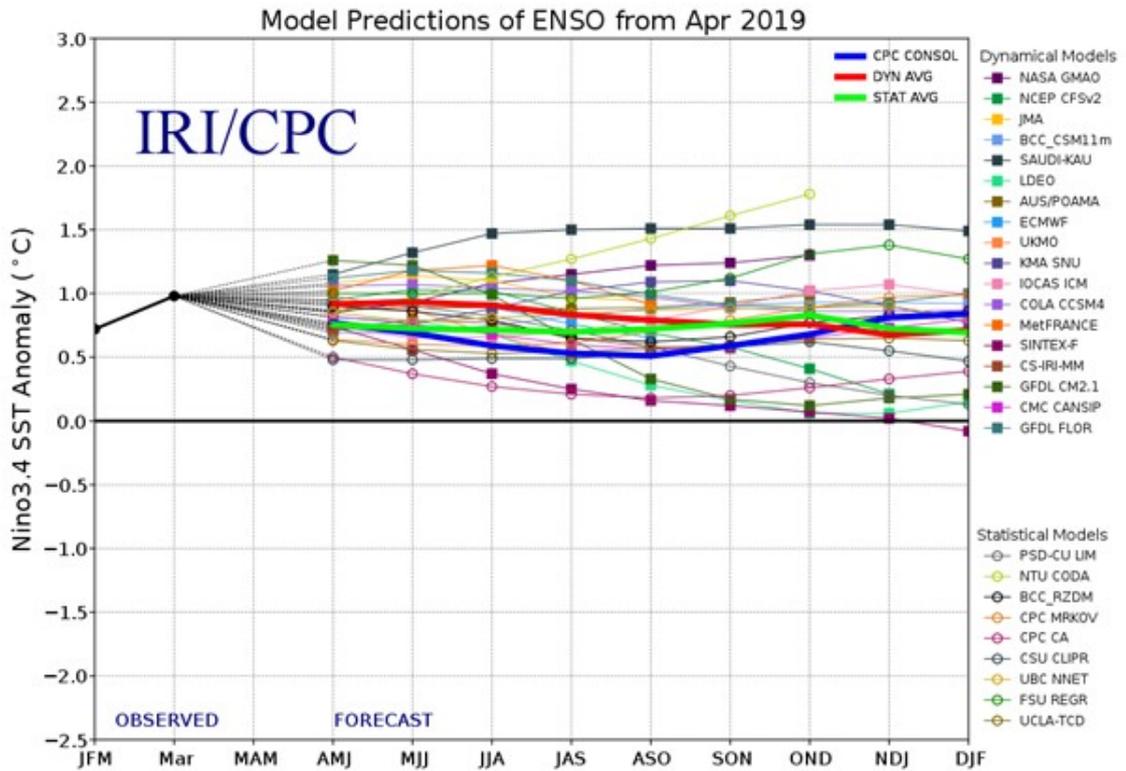


Fig. 6: Modelos de previsión del Niño/Niña.

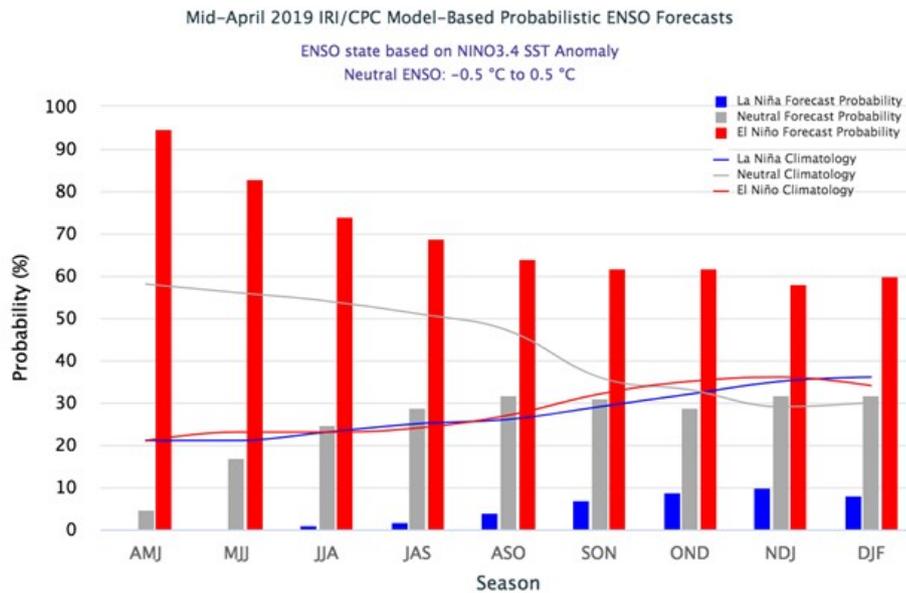


Fig. 7: Previsión Niño/Niña

2.3 Combustibles

El pronóstico de precio del barril de petróleo se obtiene de la página de la EIA (US Energy Information Administration). Se resuelve considerar un valor base de 59.4 USD/barril, evolucionando con tendencia según proyecciones de EIA (Ver Fig. 8).

Los precios de los combustibles provienen de distintas fuentes:

Gas Oil (GO): provistos por ANCAP a partir de la resolución de directorio de ANCAP N°37/1/2019 en consonancia con lo dispuesto por el Decreto del Poder Ejecutivo 201/018. Hay un cambio significativo en el precio del Gasoil en relación a lo utilizado en Programaciones anteriores: de tomar un precio expresado en USD y en base a referencia internacional, se pasa a tomar precios expresados en pesos y en base a referencia para el mercado interno. (Ver detalles del modelado en ANEXO I)

Fuel Oil Motores (FOM): provistos por ANCAP en base a una estimación del precio de facturación del mes en curso, en este caso abril. ANCAP continúa enviando los precios para el FOM expresados en USD y los asocia a indicadores internacionales.

Gas Natural (GN): existen contratos con empresas proveedoras de GN desde Argentina a precios diferenciales según la época del año. Cada precio de Gas Natural surge de una aproximación al promedio entre el costo por m³ máximo y mínimo de acuerdo a los contratos celebrados entre UTE y las empresas proveedoras. Los contratos están vigentes hasta Febrero de 2020. Se asume que contratos similares se celebrarán en los años siguientes, hasta el fin del periodo de optimización (ver detalles del modelado en ANEXO II). El contrato de transporte de GN ha vencido, encontrándose en etapa de negociación los términos que regirán en adelante. Los costos de transporte se estimaron en base a las condiciones del contrato anterior y la disponibilidad de GN esperada. En caso necesario se harán los ajustes que correspondan al quedar definidos los términos del nuevo contrato de transporte.

Los valores resultantes para los combustibles se pueden observar en la Tabla 5

REF WTI (U\$\$/Barril):		59,4	
Combustibles	U\$ \$/m ³	Densidad kg/l	U\$ \$/T
Gasoil	698,0	0,845	826,0
Fueloil Motores	484,7	0,985	492,1
Gas Natural	0,2409	0,0006	414,1
Gas Natural (01 mayo al 30 setiembre)	0,3944	0,0006	677,9

Tabla 5: Precio de combustibles derivados

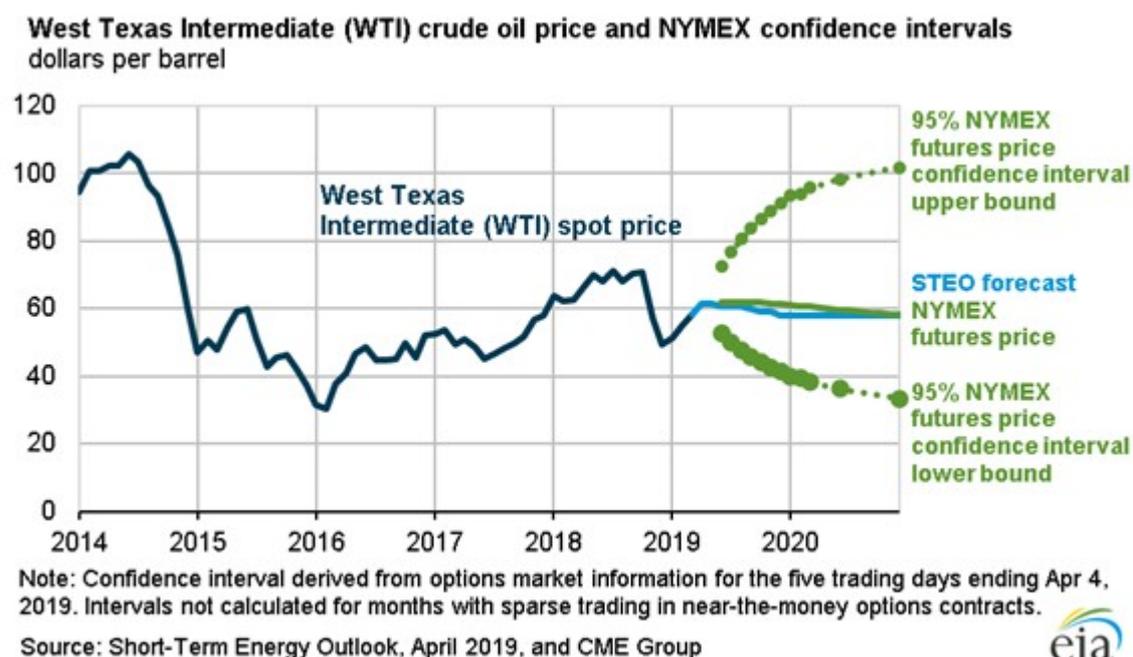


Fig. 8: Proyección precio WTI (Fuente: EIA)

2.4 Parque térmico

La representación corresponde a la potencia que efectivamente las unidades entregan al sistema de transmisión descontando los consumos propios.

En la Tabla 6 se muestran los costos variables para el despacho y se supone generación en base a Gas Oil, Fuel Oil y Gas Natural.

Valores a ingresar en el modelo, WTI 59,4 U\$/bbl

Unidad	Potencia pleno PCN MW	PminTH MW	Consumo específico carga pleno gr/kWh	Consumo específico carga mínima gr/kWh	Variable Combustible U\$/MWh	Variable No Combustible U\$/MWh	Variable Total pleno U\$/MWh	Variable Total mínimo U\$/MWh
C.Batle Motores	10,0	1,0	256,0	256,0	126,0	14,9	140,9	140,9
PTA 1-6	48,0	15,0	252,0	390,6	208,2	11,8	220,0	334,5
PTA 1-6 - GN	48,0	15,0	139,5	216,2	57,7	11,8	69,6	101,3
PTA 1-6 - GN (May-Set)	48,0	15,0	139,5	216,2	94,5	11,8	106,4	158,4
CTR	104,0	20,0	298,5	611,9	246,6	7,2	253,8	512,7
PTI 7-8	24,0	10,0	247,0	333,5	204,0	10,1	214,1	285,5
PTB - CA - GO	176,0	60,0	250,3	353,4	206,7	8,5	215,2	300,4
PTB - CC - GO	270,0	83,0	167,0	314,0	137,9	8,5	146,4	267,9
PTB - CA - GN	171,0	60,0	166,2	226,9	112,7	8,5	121,2	162,3
PTB - CC - GN	270,0	83,0	107,7	202,9	73,0	8,5	81,5	146,0

Tabla 6: Costos variables para el despacho

Dado que durante 2018 y lo que va de 2019 la convocatoria de las unidades térmicas ha sido baja debido a la alta hidraulicidad, se mantiene el modelado usado en programaciones anteriores.

La Tabla 7 muestra los valores de disponibilidad fortuita (dichos valores se van reduciendo porque no se dispone de planes de mantenimiento programado ajustados más allá de 2020):

	C. Batlle Motores	PTA 1-6	PTI 7-8	CTR
Coef de Disponibilidad	75%	80%	80%	75%
Desde el 1/1/2020	65%	70%	80%	70%

Tabla 7: Coeficientes de disponibilidad de unidades térmicas

2.4.1) Mantenimiento programado

Se utiliza un cronograma de mantenimientos que difiere del PAM vigente en la actualización de algunos mantenimientos de centrales hidráulicas de UTE y Salto Grande.

En la Tabla 8 y en la Tabla 9 se puede observar los diagramas de Gantt con el cronograma propuesto para los mantenimientos de las unidades térmicas en el período Mayo 2019 - Diciembre de 2020.



Versión 10 10-04-2019	PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES TÉRMICOS E HIDRÁULICOS DEL S.I.N. AÑO 2019																																							
	17 20-abr	18 27-abr	19 04-may	20 11-may	21 18-may	22 25-may	23 01-jun	24 08-jun	25 15-jun	26 22-jun	27 29-jun	28 06-jul	29 13-jul	30 20-jul	31 27-jul	32 03-ago	33 10-ago	34 17-ago	35 24-ago	36 31-ago	37 07-set	38 14-set	39 21-set	40 28-set	41 05-oct	42 12-oct	43 19-oct	44 26-oct	45 02-nov	46 09-nov	47 16-nov	48 23-nov	49 30-nov	50 07-dic	51 14-dic	52 21-dic	53 28-dic			
BAY1																					X	X	X																	
BAY2																																								
BAY3																																								
PAL1																										X	X	X												
PAL2																																								
PAL3				X	X	X																																		
BON1																		X	X	X	X	X	X	X																
BON2																																								
BON3																																								
BON4																																								
CTM1																					X	X																		
CTM2																					X	X																		
CTM3																																								
CTM4																																								
CTM5																																								
CTM6																																								
CTM7																																								
CTM8																																								
CTM9																																					X	X	X	X
CTM10																																								
CTM11																																								
CTM12																																								
CTM13					X																																			
CTM14		X	X																																					

Tabla 10: Mantenimientos de generadores hidráulicos - Año 2019

2.5 Generadores de fuente eólica, solar y biomasa

2.5.1) Biomasa

Los valores de la Tabla 12 corresponden a una aproximación en base su generación a los efectos de simular la energía disponible de cada recurso en el período estacional y no son válidos como determinantes de la disponibilidad real de las respectivas centrales de generación.

Para el caso de Bioener y Fenirol, como dichas centrales tienen acuerdos con UTE por los cuales, pueden reducir la generación cuando a ambas partes les resulta conveniente, se optó por modelar dichas centrales como un recurso despachable con costo variable de 30 USD/MWh y con un pago por disponibilidad de 60 USD/MWh.

Para los generadores que figuran con factor de disponibilidad f.d.=1 la potencia disponible, se determinó con la generación entregada a la red durante el 2016 (excluyendo los períodos de mantenimiento declarados).

Para los generadores Ponlar, Liderdat y Fenirol la potencia disponible, queda determinada por los valores calculados en estudios previos. Los valores considerados en las simulaciones son los que se muestran en la Tabla 12.

Generador	Potencia Efectiva(MW)	f.d. (p.u.) fortuita	TMR (horas)	cv (USD/MWh)
Weyerhaeuser	1.2	1	0	0
UPM	20	0.8	72	0
Fenirol	8.9	1	72	30
Bioener	10	0.9	72	30
Montes del Plata	80	0.85	72	0
Galofer	8.9	1	0	0
Ponlar	4.4	0.95	72	0
Alur	3.1	1	0	0
Lanas Trinidad	0.3	1	0	0
Las Rosas	0.2	1	0	0
Liderdat	2.45	0.82	0	168

Tabla 12: Parámetros considerados para los generadores en base a biomasa.

2.5.2) Eólica

En la Tabla 13 se muestra la generación eólica existente.

Central Generadora	Agente Generador	Departamento	Potencia Autorizada (MW)	Fecha de inicio
ARIAS	UTE + Accionistas	FLORES	70,0	17/04/2017
CARACOLES 1 de I PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMBILARGIU	UTE	MALDONADO	10,0	10/02/2009
CARACOLES 2 de I PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMBILARGIU	UTE	MALDONADO	10,0	23/06/2010
CUCHILLA DEL PERALTA I	PALMATIR S.A.	TACUAREMBÓ	50,0	13/05/2014
ENGRAW	ENGRAW EXPORT & IMPORT CO. S.A.	FLORIDA	3,6	25/10/2012
JUAN PABLO TERRA	UTE	ARTIGAS	67,2	13/04/2015
LA BETTINA	AGROLAND S.A.	MALDONADO	0,3	30/04/2008
LUZ DE LOMA	LUZ DE LOMA S.A.	FLORIDA	20,0	07/11/2014
LUZ DE IVAR	LUZ DE IVAR S.A.	FLORIDA	18,0	27/08/2014
LUZ DE RÍO	LUZ DE RÍO S.A.	FLORIDA	50,0	01/08/2014
MARYSTAY	MARYSTAY S.A.	SAN JOSÉ	2,5	20/06/2017
MELOWIND	ESTRELLADA S.A.	CERRO LARGO	50,0	10/11/2015
MINAS I	GENERACIÓN EÓLICA MINAS S.A. - GEMISA	LAVALLEJA	42,0	15/09/2014
NUEVO MANANTIAL CENTRAL 2	NUEVO MANANTIALS.A.	ROCHA	4,0	01/12/2009
PALOMAS	NICEFIELD S.A.	SALTO	70,0	07/02/2017
PAMPA	UTE + Accionistas	TACUAREMBÓ	141,6	13/12/2016
PARQUE CERRO GRANDE	LADANER S.A.	CERRO LARGO	50,0	17/01/2018
PARQUE EÓLICO 18 DE JULIO	IKEROL COMPANY S.A.	ROCHA	10,0	02/02/2017
PARQUE EÓLICO ARTILLEROS	UTE + Electrobras	COLONIA	65,1	24/12/2014
PARQUE EÓLICO CARAPÉ I	FINGANOS S.A.	MALDONADO	50,0	23/09/2015
PARQUE EÓLICO CARAPÉ II	VENGANO S.A.	MALDONADO	40,0	04/12/2015
PARQUE EÓLICO FLORIDA I	POLESIN S.A.	FLORIDA	50,0	23/09/2014
PARQUE EÓLICO FLORIDA II	GLYMONT S.A.	FLORIDA	49,5	11/08/2016
PARQUE EÓLICO JULIETA	IWERYL S.A.	DURAZNO	3,6	22/02/2016
PARQUE EÓLICO KIWÚ	COBRA INGENIERÍA URUGUAY S.A.	SAN JOSÉ	48,6	20/01/2017
PARQUE EÓLICO LIBERTAD	TOGELY COMPANY S.A.	SAN JOSÉ	7,7	22/07/2014
PARQUE EÓLICO LOMA ALTA - CENTRAL 1	NUEVO MANANTIALS.A.	ROCHA	7,8	25/06/2008
PARQUE EÓLICO MAGDALENA	KENTILUX S.A.	SAN JOSÉ	17,2	02/01/2013
PARQUE EÓLICO MALDONADO	R DEL SUR S.A.	MALDONADO	50,0	10/04/2014
PARQUE EÓLICO MALDONADO II	R DEL ESTE S.A.	MALDONADO	50,0	16/06/2016
PARQUE EÓLICO MARÍA LUZ	TOGELY COMPANY S.A.	SAN JOSÉ	9,8	11/05/2016
PARQUE EÓLICO NUEVO PASTORAL I	VIENTOS DE PASTORAL S.A.	FLORES	49,2	24/05/2017
PARQUE EÓLICO ROSARIO	TOGELY COMPANY S.A.	COLONIA	9,0	29/12/2015
PARQUE EÓLICO SOLÍS DE MATAJIO	POSADAS & VECINO S.A.	CANELONES	10,0	09/11/2016
PARQUE EÓLICO VENTUS I	República Administradora de Fondos de Inversión S.A.	COLONIA	9,0	15/10/2015
PARQUE EÓLICO VILLAR ODRÍGUEZ	TOGELY COMPANY S.A.	SAN JOSÉ	10,0	10/02/2017
PERALTA I GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	TACUAREMBÓ	50,0	01/10/2015
PERALTA II GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	TACUAREMBÓ	50,0	01/10/2015
SANTA FE	LAVADERO DE LANAS BIENGIO S.A.	SAN JOSÉ	0,9	24/07/2013
TALAS DEL MACIEL I	ASTIDEYS S.A.	FLORES	50,0	07/12/2015
TALAS DEL MACIEL II	CADONAL S.A.	FLORES	50,0	12/02/2015
VALENTINES	UTE + Accionistas	FLORIDA	70,0	05/01/2017
TOTAL			1476,5 MW	

Tabla 13: Generación eólica existente

2.5.3) Solar

En la Tabla 14 se muestra la generación solar fotovoltaica existente.

Central Generadora	Agente Generador	Potencia Autorizada (MW)
ABRIL	GILPYN S.A.	1.00
ALTO CIELO	ALTO CIELO S.A.	20.00
ARAPEYSOLAR	GIACOTE S.A.	10.00
ASAHI	MIEM-UTE	0.50
CASALCO	CASALCO S.A.	1.75
CERROS DE VERA SOLAR	UTE	0.05
DEL LITORAL	JOLIPARK S.A.	16.00
DICANO	DICANO S.A.	11.25
EL NARANJAL	COLIDIM S.A.	50.00
FENIMA	FENIMA S.A.	9.50
LA JACINTA	JACINTA SOLAR FARM S.R.L.	50.00
MENAFRA SOLAR	GIACOTE S.A.	20.00
NATELU	NATELU S.A.	9.50
PETILCORAN	PETILCORAN S. A.	9.50
RADITON	RADITON S.A.	8.00
TS	CERNERAL S.A.	1.00
VINGANO	VINGANO S.A.	1.00
YARNEL	YARNEL S.A.	9.50
	TOTAL	228.55

Tabla 14: Generación solar existente

Solar Expansión:

Planta Solar Fotovoltaica *Hikari* a instalarse en las inmediaciones del Parque de Vacaciones de UTE y ANTEL. Se espera que entre en servicio a mediados de 2019 generando 0.25 MW.

En cuanto a la expansión prevista, UTE estima tener disponibles 10 MW de Fotovoltaica para el primer trimestre de 2020.



2.6 Red de Transmisión

No se recibió información sobre trabajos en la red de transmisión que afecten la disponibilidad de generación. Se asume que no se darán situaciones de este tipo o que las mismas podrán coordinarse de modo que coincidan con las salidas programadas para mantenimiento de las unidades generadoras afectadas.



2.7 Intercambios de Energía

A continuación se detallan los distintos intercambios considerados.

2.7.1) Importación

Con Argentina

Fuera de las semanas 48 a 10 (verano) y semanas 18 a 40 (invierno). 200 MW a Costo Variable como falla1 – 1 USD/MWh (el valor de falla 1 se establece como el de CTR+10%). Con 65% de disponibilidad en todos los postes de demanda.

Con Brasil

A través de Melo una potencia máxima de 300 MW. Se usa una CEGH que modela los PLDs del sistema Brasileiro, permitiendo la oferta de exportación a Uruguay sólo cuando el PLD está por debajo de 145 USD/MWh y con un sobre costo de 300 USD/MWh. En la práctica equivale a energía disponible para asistencia ante emergencias a costos superiores a Falla 1.

2.7.2) Exportación

Atendiendo al comportamiento reciente de los mercados vecinos y su proyección futura, se decide modelar la exportación con cada uno de la siguiente manera.

Con Argentina

Las compras de Argentina al sistema uruguayo se modelan mediante un actor Spot de Mercado a un precio de 12,5 USD/MWh, con una potencia de 800 MW y 70% de disponibilidad.

Con Brasil

El intercambio con Brasil se modela mediante un actor Spot de Mercado Postizado, que oferta cuando el marginal nacional está por debajo de 30 USD/MWh, recibiendo ganancias netas entre 19,29 USD/MWh ($cmgUY = 30 \text{ USD/MWh}$) y 49,29 USD/MWh ($cmgUY = 0 \text{ USD/MWh}$) por la energía vendida. En comparación con años anteriores, las exigencias de firmeza sobre las ofertas son más estrictas. Esto reduce las oportunidades de ofertar a precios sensiblemente inferiores al despacho térmico. Atendiendo a esta situación se cambia el modelado, representando 150 MW con 80% de disponibilidad en las condiciones de precio ya mencionadas⁵. No se modelan ventas de excedentes térmicos.

Excedentes

⁵ En cuando a los detalles de los parámetros del actor Spot de Mercado Postizado, atendiendo al comportamiento observado del comercializador en Brasil, se crea un índice para el Costo Variable de Importación (CVI) como: $CVI = \max(0; (CMO_{Br} - 12 \text{ USD/MWh}) / 1.12)$ y se ajustan los parámetros $\Delta = 30 - 12 / 1.12 = 19.29 \text{ USD/MWh}$ para modelar la ganancia mínima por exportaciones para UY (descontando ganancia del comercializador brasileiro) y el tope de inyecciones = $60 - 12 / 1.12 = 49.29 \text{ USD/MWh}$ (para garantizar que no se exporte energía con un costo variable superior a 30 USD/MWh).



Se identifican como excedentes la energía hidráulica no embalsable y autodespachados (mayoritariamente eólica). Se modela como una exportación con potencia máxima 4000 MW en todos los postes y precio 0,1 USD/MWh.

2.8 Estado inicial del sistema.

Se utiliza la versión iie14.192 de SimSEE.

Fecha de optimización sala de paso diario: 04/05/2019 – 04/04/2020; (engancha con CF paso semanal optimizado desde la misma fecha hasta 31/12/2023).

Fecha de la simulación: 04/05/2019 – 26/10/2019 (semana 19 de 2019 a semana 44 de 2019)

La cota inicial del lago Bonete se estima en 76,66 m.

Aportes al inicio, Bonete= 354 m³/s, Palmar= 21 m³/s, Salto= 7080 m³/s.

Valores trimestrales del iN3.4 (a partir del trimestre AMJ): 0,92; 0,93; 0,91; 0,83; 0,79; 0,76; 0,76.

Se introduce una limitación a la cota mínima de operación del lago de Bonete, mediante una penalización económica de 300 USD/MWh para aquellas situaciones en las que la cota del lago esté por debajo de los 72.3 m. Este cambio, ya incorporado en Programaciones Estacionales anteriores, es debido a restricciones operativas no modeladas en SimSEE, por ejemplo requerimientos de generación en Río Negro por control de tensión, necesidad de contar con generación en el Río Negro para restablecer el sistema en forma autónoma tras un blackout, etc.

Se usa el sintetizador de aportes CEGH "SintetizadorCEGH_BPS_iN34_cmoBR", que incorpora una señal para el fenómeno ENSO y una serie de costos marginales de Brasil a los efectos de modelar el intercambio con ese país. Se usan dos variables de estado hidrológico, una para el Río Negro y otra para el Río Uruguay.

Se realiza la simulación con 1000 crónicas sintéticas.

2.9 Respaldo no hidráulico del sistema

La Fig. 9 muestra la potencia media mensual resultante de aplicar el PAM y bajo las hipótesis de importación y expansión utilizadas (unidades no hidráulicas):

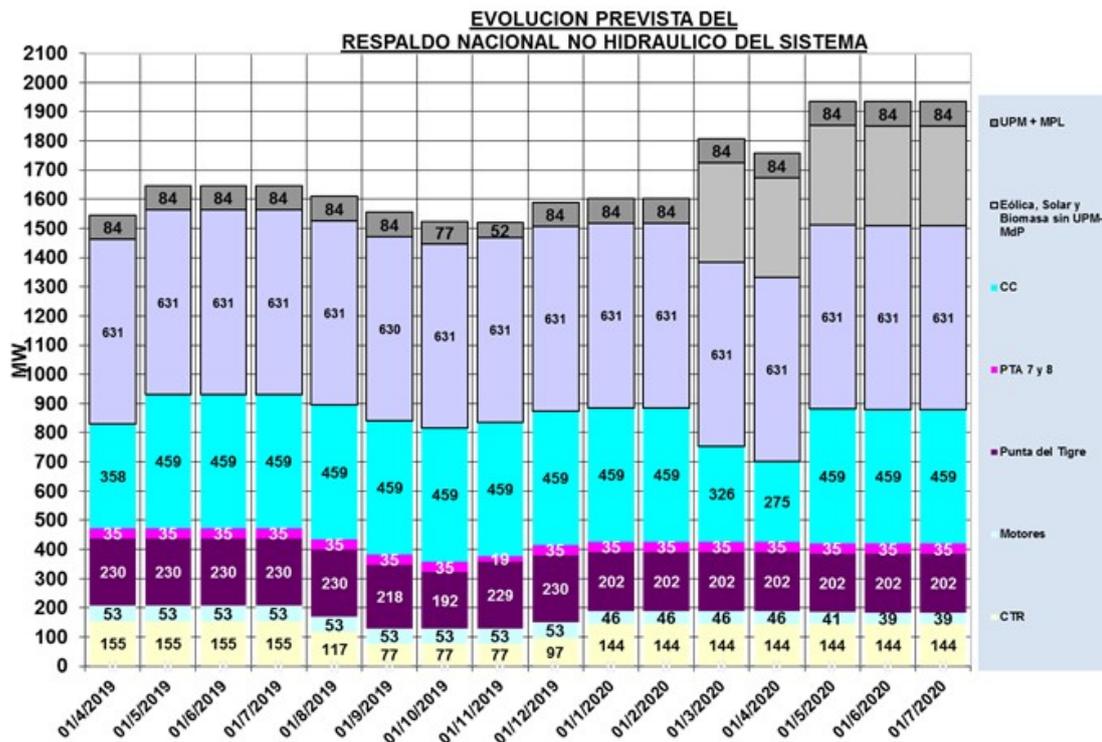


Fig. 9: Evolución prevista del respaldo nacional no-hidráulico.

3 Principales resultados

En esta sección se muestran los principales resultados aplicables a la operación en el Período de la Programación Estacional, con paso de tiempo diario, para el Caso Base.

3.1 Evolución de la cota de Bonete

En la Fig. 10 se muestra la evolución de la cota de Bonete hasta fin del año 2019. Se observa que en valor esperado la cota no baja de los 76,7 metros.

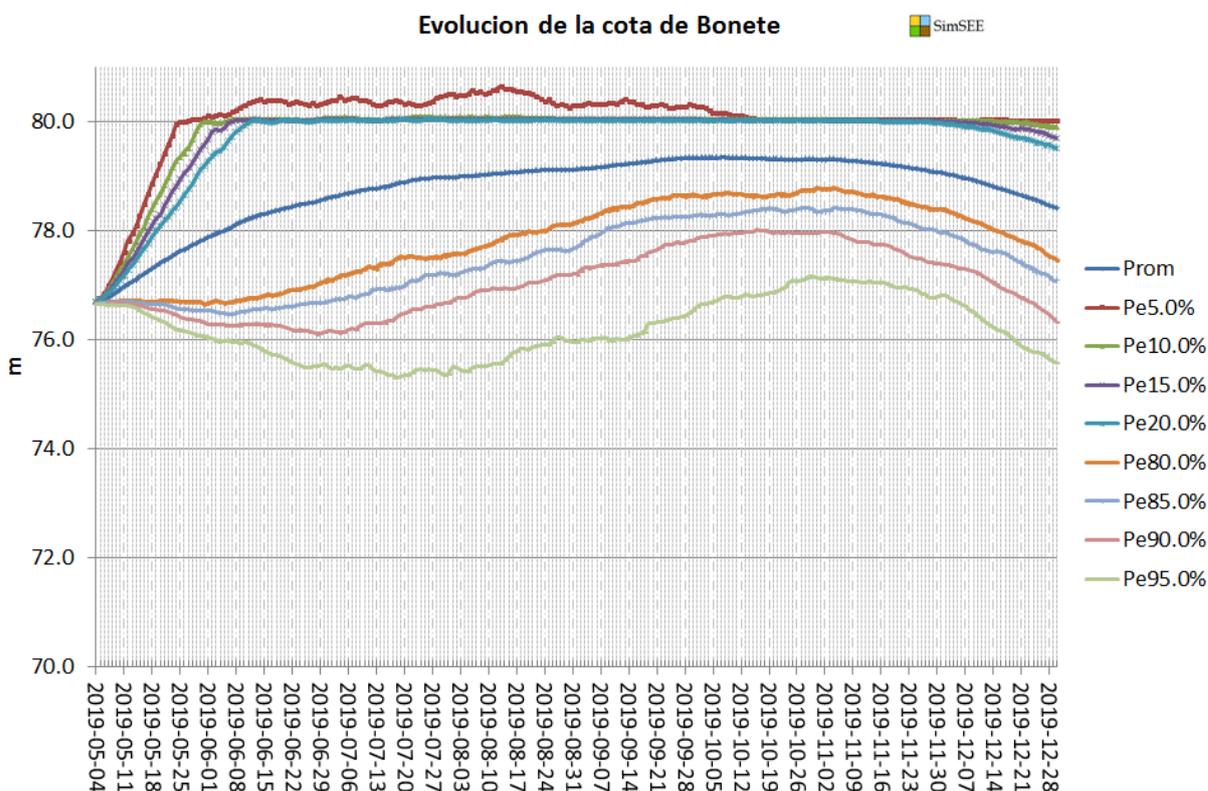


Fig. 10: Evolución de la cota de Bonete - Sala paso diario _Caso Base

3.2 Costo Marginal del Sistema

En la Fig. 11 se muestra la evolución del costo marginal del Sistema hasta fin del año 2019. En el periodo estacional el Costo Marginal del Sistema en valor esperado no supera los 40 USD/MWh.

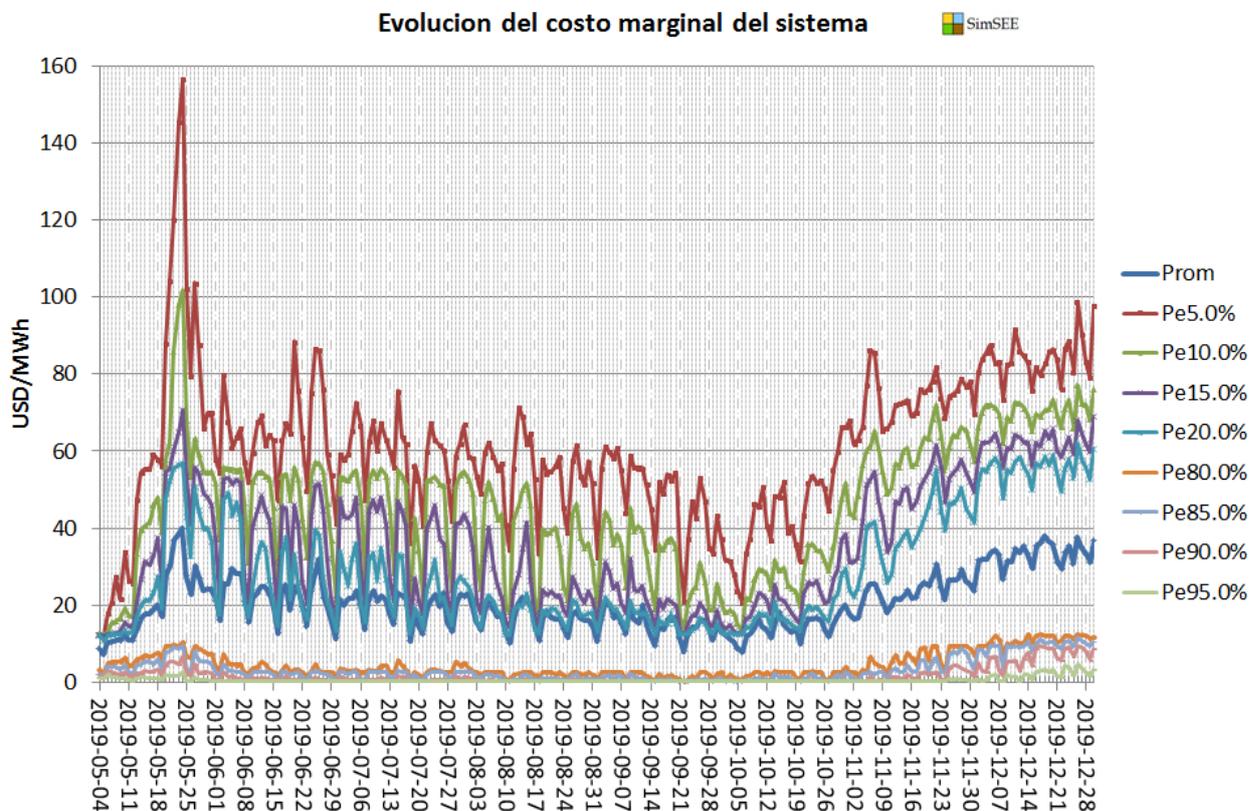


Fig. 11: Evolución del costo marginal del Sistema – Sala paso diario_ Caso Base

3.2.1)

3.3 Despacho Promedio

En la Fig. 12 se muestra la generación por fuente hasta fines del año 2019.

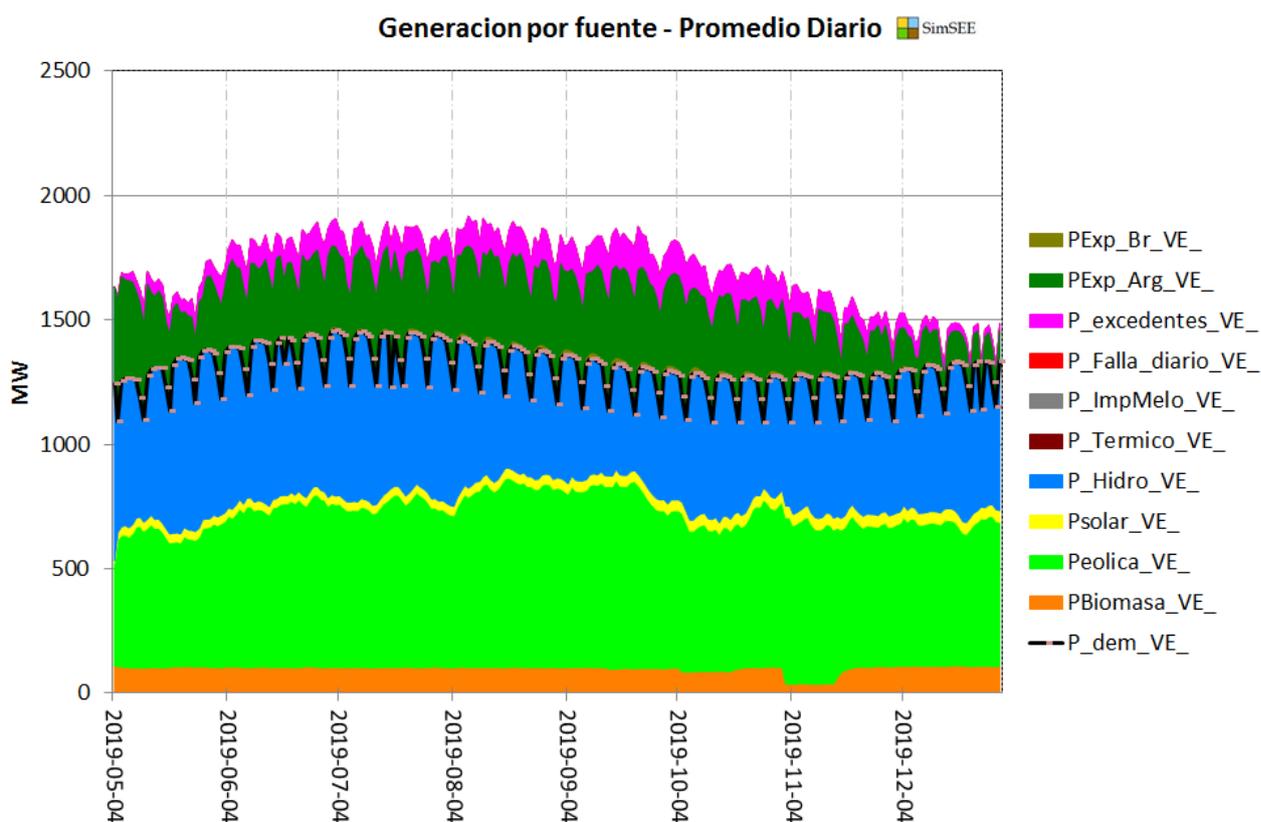


Fig. 12: Generación por fuente - Promedio diario_ Caso Base

3.4 Despacho Térmico y Falla Acumulados

En la Fig. 13 se muestra el despacho térmico y falla acumulados hasta fines del año 2019

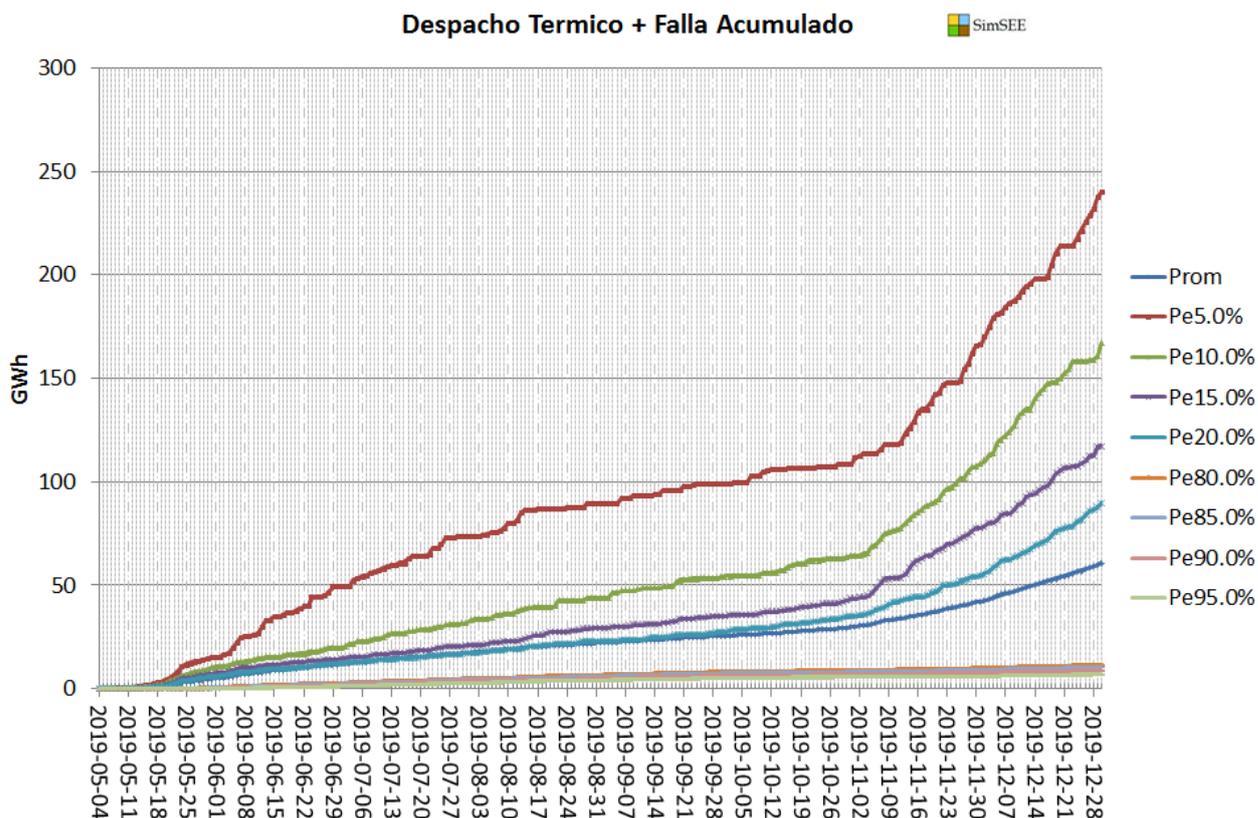


Fig. 13: Despacho térmico y falla acumulados - Sala paso diario_ Caso Base

3.5 Evolución del Costo de Abastecimiento de la Demanda

El objetivo principal de la Programación Estacional es dar una valorización al agua del lago de Rincón de Bonete y disponer de una estimación de los costos operativos y consecuentemente una proyección del costo marginal de generación. En forma adicional, se incluye una estimación de los costos a nivel de generación para disponer de una referencia que debe ser considerada como tal. Para ello se asumen los siguientes valores para los pagos a nivel de generación:

- Generación de biomasa salvo Liderdat: Pago por energía 90USD/MWh.
- Generación eólica, salvo la generación asociada a VECODESA: Pago por energía 67USD/MWh.

- Generación eólica ex Vecodesa: Pago por energía a 45 USD/MWh.
- Generación solar: Pago por energía 93USD/MWh.
- Generación hidroeléctrica: Pago por disponibilidad 5USD/MWh.
- Pago por potencia puesta a disposición de la generación térmica de 12USD/MWh.

Con las hipótesis descritas anteriormente, en la Fig. 14 se muestra el costo total operativo acumulado hasta fines del año 2019.

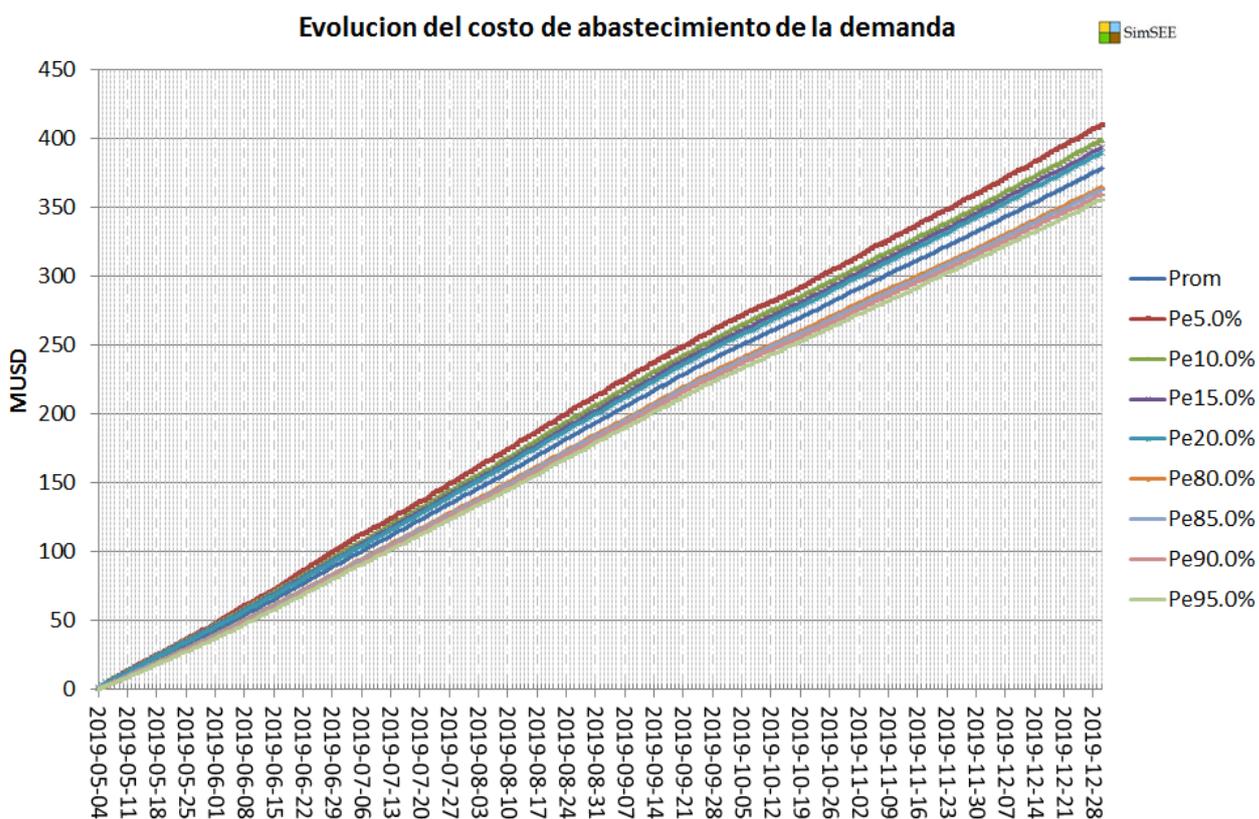


Fig. 14: Costo de abastecimiento de la demanda acumulado- Sala paso diario _ Caso Base

4 ANEXO I : Consideraciones sobre el precio de los combustibles líquidos.

Al no disponer Uruguay de yacimientos en explotación de petróleo, el Gasoil y el Fueloil utilizado es o bien producto de la refinería de ANCAP en base a petróleo importado y/o directamente importados por ANCAP. Por esa razón, estos precios están fuertemente indexados con el precio del barril de petróleo a nivel internacional.

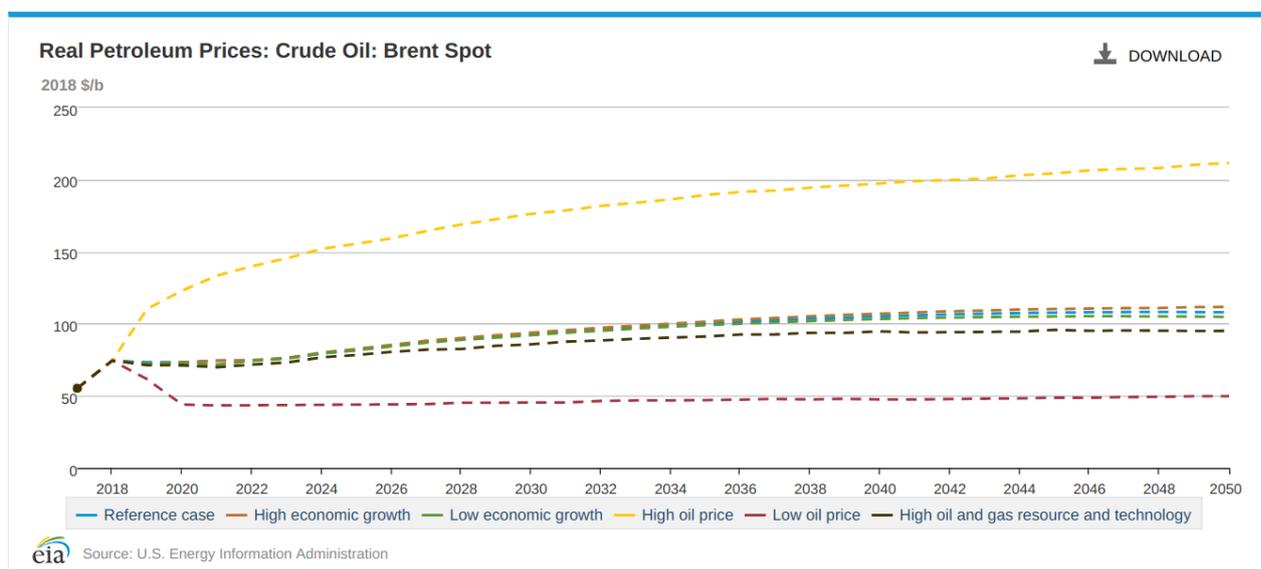


Fig. 15: Tendencia BRENT.

La Fig.15 muestra los escenarios de tendencia del precio del barril de petróleo en los mercados europeos (Brent). Si bien la Programación Estacional es para los siguientes seis meses, por las características del SIN, la valorización del agua del lago de Rincón de Bonete se debe realizar mirando por lo menos los siguientes dos años. En la Sala utilizada para la PES se introduce por tanto la tendencia (Reference case, en la Fig.15). Como los precios de la Sala están ajustados al 1/4/2019, la tendencia se expresa en por unidad del valor a dicha fecha. En la Tabla 15 se muestran los valores introducidos en la fuente que indexa la tendencia del precio del petróleo en la Sala SimSEE.

Tabla 15: Índice de tendencia del barril de petróleo base abril 2019.

año	iTend	año	iTend	año	iTend	año	iTend
2017	0.754	2027	1.194	2037	1.399	2047	1.476
2018	1.016	2028	1.221	2038	1.413	2048	1.476
2019	1.000	2029	1.246	2039	1.425	2049	1.475
2020	1.000	2030	1.269	2040	1.436	2050	1.473
2021	1.016	2031	1.292	2041	1.445		
2022	1.016	2032	1.313	2042	1.453		
2023	1.040	2033	1.333	2043	1.460		
2024	1.083	2034	1.351	2044	1.466		
2025	1.116	2035	1.368	2045	1.471		
2026	1.158	2036	1.384	2046	1.474		

Para los próximos seis meses, además de la tendencia del precio es importante modelar la volatilidad de corto plazo que el mismo puede tener. Para ello, se tomó información del precio del petróleo del mercado norteamericano (WTI). La Fig.16 resume el análisis de volatilidad realizado por la EIA en su informe “Short Term Energy Outlook - March 2019”. En base a esta información se calibró el CEGH que representa la volatilidad del precio del petróleo dentro de la sala SimSEE.

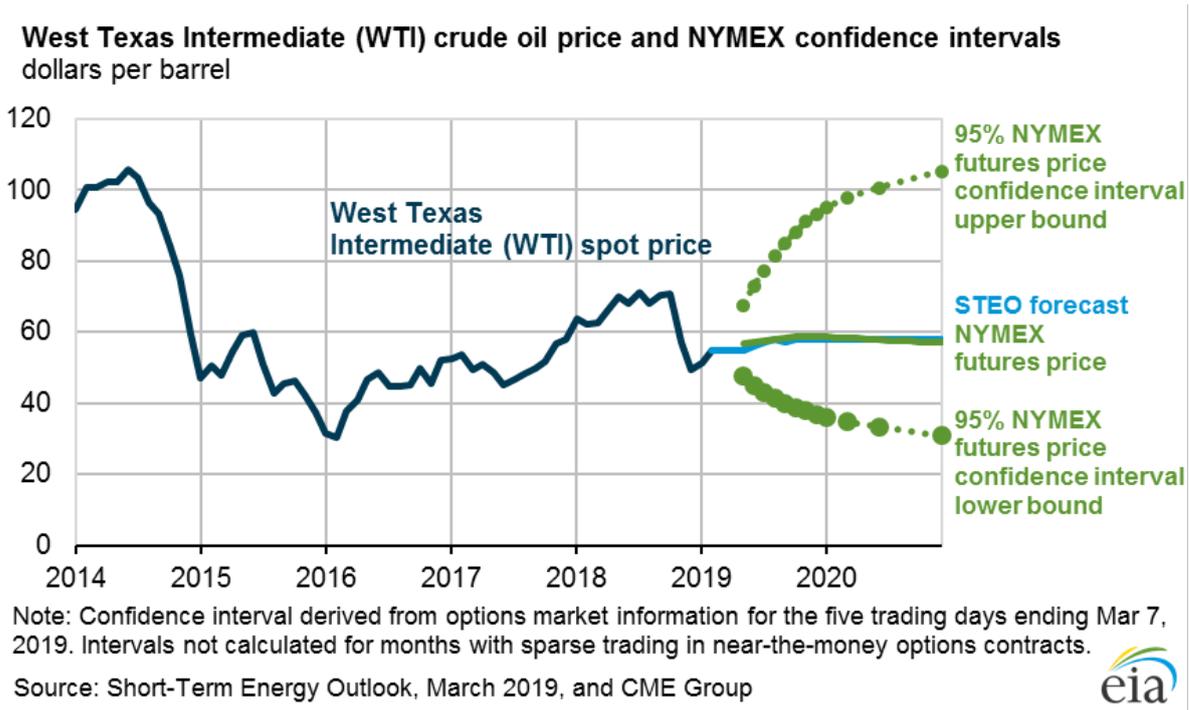


Fig. 16: Tendencia WTI corto plazo.

La Fig.17 muestra la curva de permanencia del valor del índice de volatilidad luego de olvidada la condición inicial. Esta curva es la usada por el CEGH para pasar las salidas del proceso gaussiano que representa la volatilidad del precio al índice que la representa. La ec.1 muestra las constantes de dicho proceso gaussiano. El paso de tiempo es semanal por lo que la

ecuación muestra la dependencia entre una semana y la siguiente del índice de precio (ig) en el espacio gaussiano. La componente r_k corresponde a ruido blanco gaussiano (distribución $N(0,1)$).

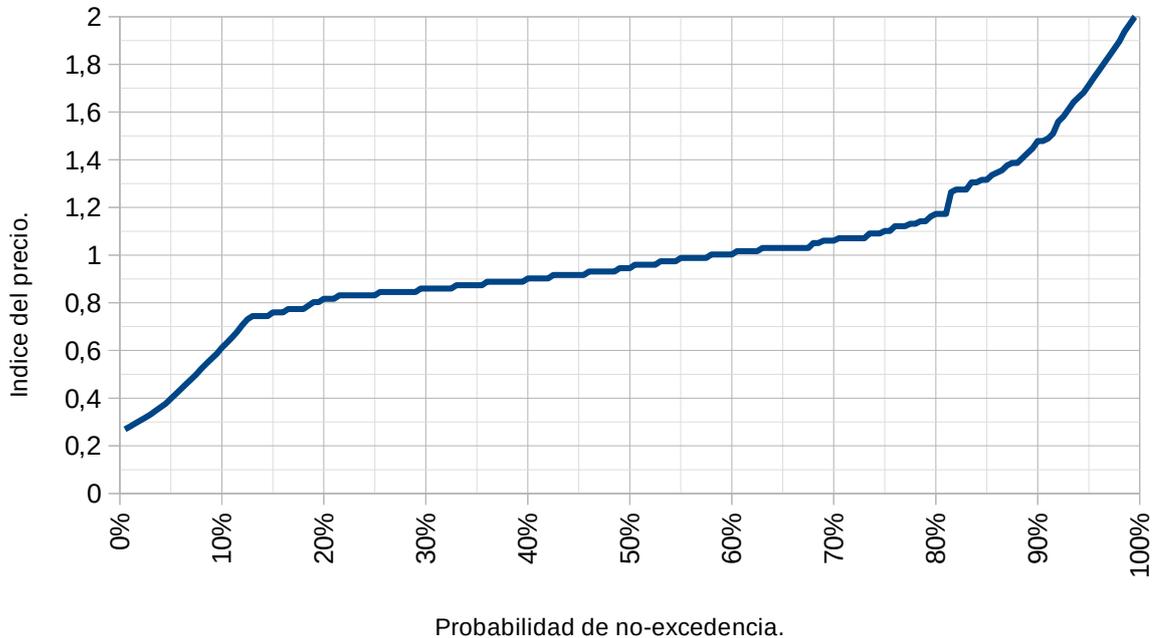


Fig. 17: Curva de permanencia del desformador del CEGH.

$$ig_{k+1} = 0.993478736561583 ig_k + 0.114017542509914 r_k$$

ec.(1) Proceso gaussiano que representa la volatilidad del índice.

En la Sala se implementa $i_{TendenciaPetróleo}$ que genera los valores de la tabla 15 y una fuente $i_{VolatilidadPetróleo}$ con el CEGH antes mencionado. El producto de ambas fuentes genera el índice del precio de petróleo.

$$i_{Petróleo} = i_{TendenciaPetróleo} \cdot i_{VolatilidadPetróleo} \quad \text{ec.(2)}$$

4.1 Indexación del Gasoil.

A partir de 2019, el precio del Gasoil para generación eléctrica sigue una referencia de precios de acuerdo a la paramétrica de ANCAP, lo que lleva a que el precio de dicho combustible no esté indexado 100% con el precio internacional del petróleo. La Fig.18 muestra la composición actual del precio de acuerdo a lo que informa ANCAP en su página web. De esa composición, se entiende que no es de aplicación para el sector eléctrico el Margen de las distribuidoras,

el IVA, la Tasa de Ursea, la Tasa de Inflamables y el Fideicomiso que subsidia el uso para transporte.

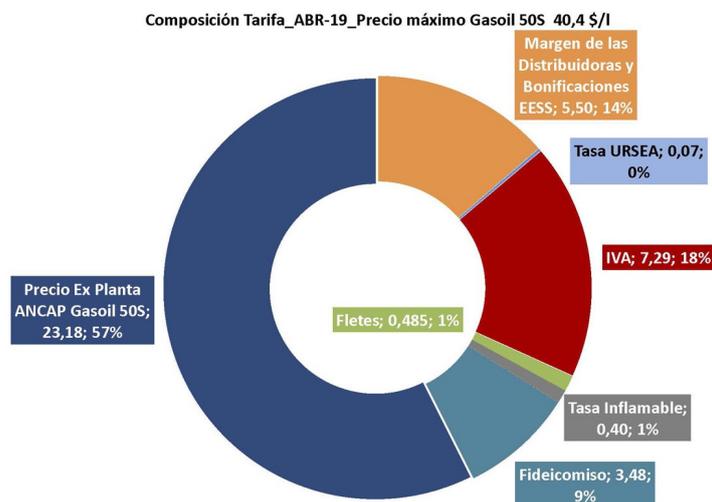


Fig. 18: Paramétrica Gasoil ANCAP

Fuente: <https://www.ancap.com.uy/innovaportal/v/2147/1/innova.front/composicion-de-precio-y-comparacion-ursea.html>

No se dispone de información específica respecto de la proporción del precio que resultará directamente indexada con el costo internacional del petróleo. Una estimación de dicha componente se tiene al considerar que el costo del gasoil pasó de 521 USD/m³ (28/1/2019 último valor informado por ANCAP en base a precios de importación para el sector eléctrico) a 23.33 \$/lt (19/2/2019 precio ANCAP en base al precio para el mercado interno). Con un valor del tipo de cambio de 32.588 \$/USD, los 23.33 \$/lt equivalen a 715.90 USD/m³. Considerando que en Brent subió 57.36 USD/bbl en enero a 59.41 USD/bbl en febrero, el valor de 521 USD/m³ ajustado por la variación del Brent resultaría en $521 \frac{59.41}{57.36} = 539.62 \text{ USD/m}^3$. Entonces, de los 715.90 USD/m³ se estima que 539.62 (75%) están indexados a Brent y 176.28 (25%) no.

Para tener en cuenta esta paramétrica, en la Sala se introdujo una fuente combinación que calcula el índice aplicable a las centrales con gasoil considerando que el 25% del precio no está indexado al petróleo y que el 75% si lo está como se muestra en la ec.3.

$$i_{GO} = 0.25 + 0.75 i_{Petróleo} \quad \text{ec.(3) índice del gasoil.}$$

Este índice será usado para indexar los costos variables de las unidades que queman gasoil. También se indexarán con este índice los Costos de Falla para que las máquinas de falla mantengan su orden relativo de despacho respecto de las centrales térmicas.

4.2 Indexación del precio del FuelOil.

Para la indexación del precio del FuelOil para los motores de Central Batlle se utilizará directamente el índice $i_{Petróleo}$.

5 ANEXO II : Modelación disponibilidad Gas Natural.

La validez de los contratos existentes al día de hoy de provisión de GN a UTE es por un año, desde febrero de 2019 y con un precio fijo sin indexación. A partir del Marzo del 2020 se asume disponibilidad de GN solo en un 70 % de las crónicas. En el 30 % restante de las crónicas las unidades térmicas que pueden funcionar a Gas Natural (3 unidades de PTA + 1 TG del Ciclo combinado) se abastecen con Gas Oil. Debido a que desde Marzo 2020 no se dispone de un contrato de GN, se indexa el costo variable combustible de las unidades de PTA y la TG del CC con el índice i_{GO} .

6 ANEXO III : Proyección del PLD en la región sur de Brasil.

De acuerdo a la presentación disponible en el sitio de la CCEE en la dirección: http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_646638, en la región Sur de Brasil, se espera una media del PLD como se muestra en la Fig. 19.

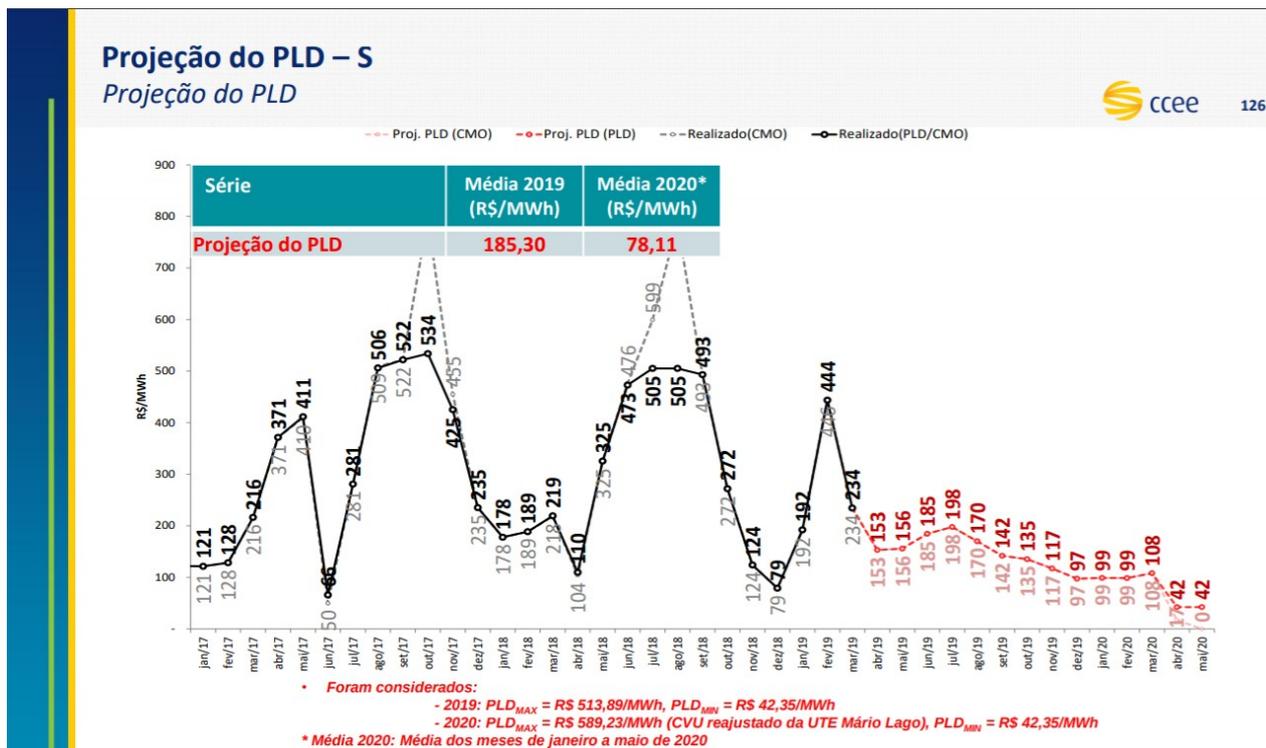


Fig. 19: Proyección del PLD en la región Sur de Brasil. (Fuente CCEE Marzo 2019)

El arbitraje R\$/USD según el valor publicado por el BCU (5/4/2019) es 3.8653, con la información de la Fig.19 se construye la tabla 16 correspondiendo la última columna al Costo Variable del Intercambio (a utilizar para la previsión del despacho de la interconexión). El valor CVI se estimó, en base a la experiencia de los intercambios anteriores, restando 12 USD/MWh del PLD y dividiendo el resultado por 1.12. Este valor del CVI, es introducido en el CEGH que genera los Aportes a las represas en conjunto con el CMO1, CMO3 de la región sur de Brasil imponiendo en la guía de probabilidad 50% de ambas series.

Tabla 16: Proyección del Costo Variable de Intercambio con la región Sur de Brasil.

año	mes	PLD [R\$/MWh]	PLD [USD/MWh]	CVI [USD/MWh]
2019	3	234	60.5	43.3
2019	4	153	39.6	24.6
2019	5	156	40.4	25.3
2019	6	185	47.9	32.0
2019	7	198	51.2	35.0
2019	8	170	44.0	28.6
2019	9	142	36.7	22.1
2019	10	135	34.9	20.5
2019	11	117	30.3	16.3
2019	12	97	25.1	11.7
2020	1	99	25.6	12.2
2020	2	99	25.6	12.2
2020	3	108	27.9	14.2
2020	4	42	10.9	0.0
2020	5	42	10.9	0.0

En el informe PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2027 (http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202027_aprovado_OFICIAL.-pdf), se presenta

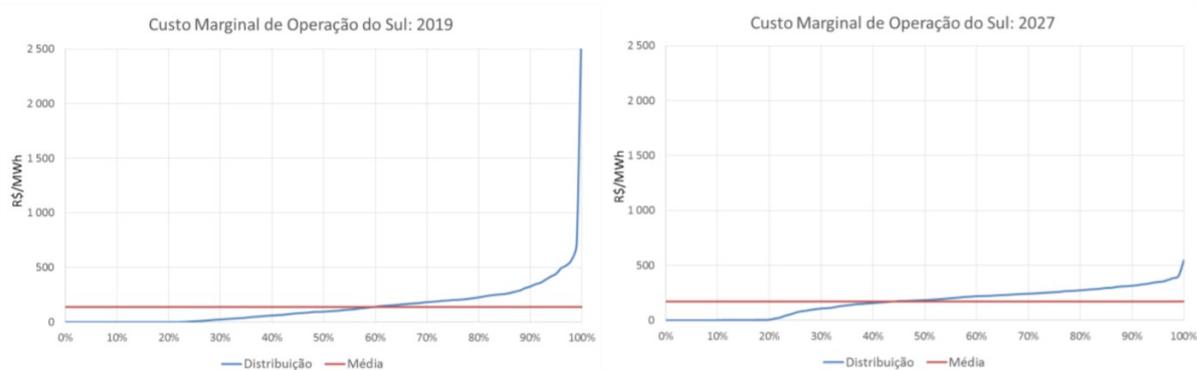


Fig. 20: Proyección de EPE de la distribución del CMO en la región SUR de Brasil para 2019 y 2027.

El informe fue elaborado durante 2018 por lo cual se asume que los precios están en R\$ de junio de 2018. Según el BCU, el tipo de cambio al 15/6/2018 era de 3.72 R\$/USD. Considerando una depreciación la depreciación del dólar entre junio de 2018 y abril de 2019 (fecha de este estudio) ha sido prácticamente nula, los valores del CMO esperado en USD/MWh son 39 USD/MWh y 47 USD/MWh respectivamente.

De lo anterior, se modela una tendencia del CMO con una fuente que va subiendo su valor comenzando con 39 USD/MWh para 2019 y subiendo linealmente hasta 47 USD/MWh en

2027. Esta fuente de tendencia multiplica la salida del CEGH que genera los valores en por unidad, en los bornes com1 y com3 para los patamares de Carga Pesada y Leve Respectivamente.

Los valores así obtenidos son combinados ponderando la serie CMO1 por la participación de horas del patamar de Carga Pesada y CMO3 por el complemento obteniendo la serie CMO_Br.

Con la serie CMO_Br se obtiene la serie CVI aplicando la ec

$$CVI = \max\left(0, \frac{CMO_{Br} - 12}{1.12}\right) \tag{ec.(4)}$$

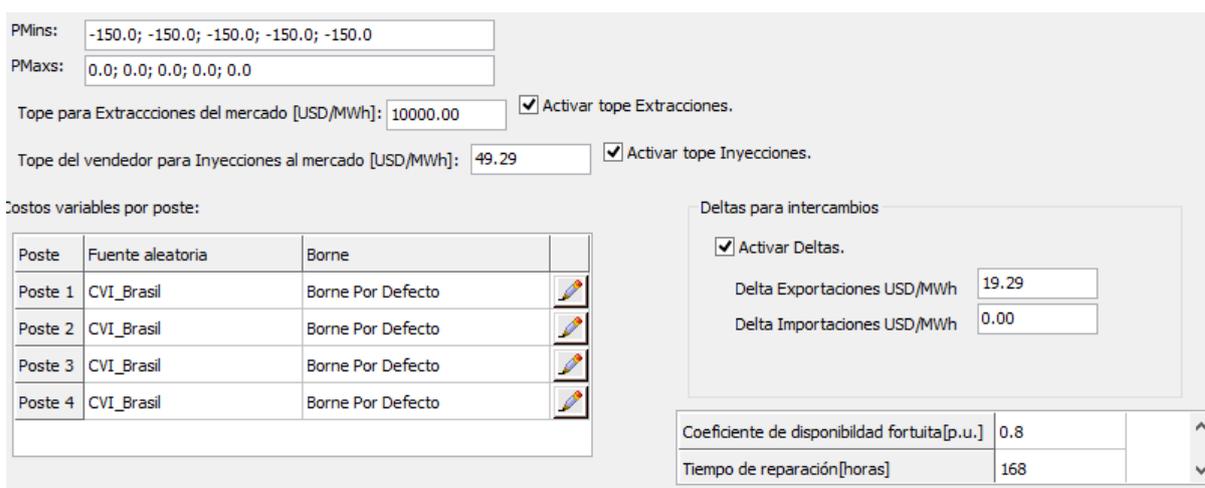
6.1 Representación de la exportación a Brasil.

La exportación a Brasil que interesa modelar en la programación estacional es aquella que no implica el despacho de generación térmica. (La venta de excedentes térmicos no afecta la valorización del agua que es el objetivo principal de la PES).

Desde principios de 2019 la exportación a Brasil se realiza en base a la sustitución de centrales térmicas lo que dificulta el uso a pleno de la capacidad de interconexión. Para representar esta restricción se optó por simular una capacidad de exportación de 150 MW con factor de disponibilidad 0.8 y 168 de Tiempo Medio de Reparación.

Como fuente de precio, en todos los postes se utiliza la serie CVI antes explicada.

Para evitar que el valor del agua sea elevado por las expectativas de exportación por encima de los 30 USD/MWh se decidió activar la opción “Activar Deltas”, utilizar un valor de 19.29 USD/MWh como ganancia mínima para las exportaciones y se impuso un tope de Inyecciones de 49.29 USD/MWh logrando así que no se retire energía del mercado cuando el costo marginal supera los 30 USD/MWh. El conjunto de parámetros se muestra en la Fig.21.



PMins: -150.0; -150.0; -150.0; -150.0; -150.0

PMaxs: 0.0; 0.0; 0.0; 0.0; 0.0

Tope para Extracciones del mercado [USD/MWh]: 10000.00 Activar tope Extracciones.

Tope del vendedor para Inyecciones al mercado [USD/MWh]: 49.29 Activar tope Inyecciones.

Costos variables por poste:

Poste	Fuente aleatoria	Borne	
Poste 1	CVI_Brasil	Borne Por Defecto	
Poste 2	CVI_Brasil	Borne Por Defecto	
Poste 3	CVI_Brasil	Borne Por Defecto	
Poste 4	CVI_Brasil	Borne Por Defecto	

Deltas para intercambios

Activar Deltas.

Delta Exportaciones USD/MWh: 19.29

Delta Importaciones USD/MWh: 0.00

Coefficiente de disponibilidad fortuita [p.u.]: 0.8

Tiempo de reparación [horas]: 168

Fig. 21: Parámetros del actor ExpBr.

7 ANEXO IV: Fe de Erratas

En el presente informe fueron modificados los resultados entre la versión preliminar puesta en vista a los Agentes y la que se publica en la web de ADME como versión final.

Los cambios fueron originados por:

A) Cambio en la versión del SimSEE. La propuesta de la PES fue realizada con la versión del SimSEE v_iie 12.192 y la versión final del informe se realizó con la versión v_iie 14.192⁶. La principal mejora consiste en el enganche de los costos futuros con mapeo.

B) La demanda considerada en la versión preliminar estaba desplazada dos días, por lo que un sábado se modelaba como un lunes y un domingo como un martes, fue corregido para la versión final del informe.

C) Se encontró un error en la tasa de actualización utilizada en la sala de paso diario y horario al hallar el Costo de Abastecimiento de la demanda (CAD) acumulado. El CAD acumulado en la versión preliminar era de 249 MUSD mientras que el valor corregido es de 290,4 MUSD al 01/11/2019.

D) En las salas de paso diario y horario se considera una penalización para Bonete del orden de PTA + 10 % cuando la cota baja de 72,3 m. Estas salas diaria y horaria están enganchadas a los costos futuros de la sala de paso semanal que tiene una penalización de 300 USD/MWh para el lago de Bonete cuando la cota baja de 72,3 m.

El impacto en los resultados de los cambios detallados entre las versiones preliminar y final del informe PES Mayo – Octubre de 2019 son:

- **CAD:** El CAD acumulado al 01/11/2019 es de 290,4 MUSD en vez de 249 MUSD como decía la versión preliminar.
- **CMG:** El máximo del Costo Marginal del Sistema en promedio es de 40,0 USD/MWh en vez de 43,5 USD/MWh de la versión preliminar. El valor esperado del CMG en el semestre es de 17,9 USD/MWh en la versión final en vez de 19,0 USD/MWh de la versión preliminar.
- **Cota de Bonete:** La Cota de Bonete en valor esperado se encuentra por encima de los 76,7 m, tanto en la versión preliminar como la versión final. Con probabilidad de excedencia 90 % la cota se mantiene por arriba de los 76,1 m en la versión final en vez de los 76,4 m de la versión preliminar.
- **Despacho Térmico y Falla acumulados:** El despacho de generación térmica y ocurrencia de falla acumulados es de 30,0 GWh en vez de 31,2 GWh de la versión preliminar.

6 http://www.adme.com.uy/imasd/simsee_principal/simsee.php : en esta pagina se detallan los cambios entre las distintas versiones del SimSEE.



Índice de contenido

1	Resumen Ejecutivo.....	1
2	Principales hipótesis.....	4
2.1	Demanda y Falla.....	4
2.2	Situación hidrológica y clima.....	6
2.3	Combustibles.....	11
	11
2.4	Parque térmico.....	12
	13
2.4.1)	Mantenimiento programado.....	13
2.5	Generadores de fuente eólica, solar y biomasa.....	17
2.5.1)	Biomasa.....	17
2.5.2)	Eólica.....	18
2.5.3)	Solar.....	19
2.6	Red de Transmisión.....	20
2.7	Intercambios de Energía.....	21
2.7.1)	Importación.....	21
2.7.2)	Exportación.....	21
2.9	Respaldo no hidráulico del sistema.....	23
3	Principales resultados.....	24
3.1	Evolución de la cota de Bonete.....	24
3.2.1)	26
3.3	Despacho Promedio.....	26
3.4	Despacho Térmico y Falla Acumulados.....	27
3.5	Evolución del Costo de Abastecimiento de la Demanda.....	27
4	ANEXO I : Consideraciones sobre el precio de los combustibles líquidos.....	29
4.1	Indexación del Gasoil.....	31
4.2	Indexación del precio del FuelOil.....	33
5	ANEXO II : Modelación disponibilidad Gas Natural.....	33
6	ANEXO III : Proyección del PLD en la región sur de Brasil.....	33
6.1	Representación de la exportación a Brasil.....	36
7	ANEXO IV: Fe de Erratas.....	37